



华能蒙电 (600863.SH)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

内蒙煤电一体高股息，煤质改善风光亦可期

投资逻辑

■ 华能集团内蒙能源平台，主业盈利韧性突出

公司是实控人华能集团在内蒙古及华北地区能源保供的重要平台，也是控股股东北方电力煤电一体化等业务的最终整合平台。公司以发电业务为核心，电力业务贡献收入超过八成，截至2025年底控股装机15.03GW，其中火电装机11.40GW，新能源装机占比提升至24%。公司依托煤电一体成本管控优、区域资源禀赋，主营盈利保持较强韧性；2025年实现归母净利润24.93亿元，2026Q1归母净利润6.94亿元。公司资产负债率持续优于行业平均，自由现金流长期为正，高分红政策延续，正常年份股息率在4.5%-5%。

■ 煤电一体夯实底盘，外送价值持续释放

公司火电资产主要送蒙西及华北电网、规模保持稳定，其中蒙西机组承担本地负荷支撑与调峰，华北机组则依托点对网和特高压通道实现跨区域供电。在新能源高渗透率背景下，火电利用小时面临下行压力，但容量电价、现货边际定价及系统调节价值有望增强火电收益稳定性。成本端，公司靠近煤炭资源富集区，并拥有魏家峁煤矿，形成长协+自产+市场采购的燃料保障体系，标煤单价显著低于可比公司；同时伴随老旧机组折旧陆续到期，火电板块利润空间有望进一步释放，结合容量电价及煤电一体优势，盈利稳定性高。

■ 新能源扩张提速，成长与股息兼具

25年12月53亿元(定增+现金)完成风电收购(控股股东/机构投资者定增价格为3.46/4.94元)，增加25年归母净利润6.2亿元(占25%，已并表)；25年末新能源装机达3.6GW，测算在建2GW风电26年投产后，悲观预期下绿电净利润亦增长20%+。25年魏家峁煤矿开采至一区末，热值不足致利润下滑大；进入26年，一方面煤价回升(秦港煤价年初至今上涨超20%)，煤炭板块净利润有望增长6%-7%；叠加公司预计下半年解决矿区煤炭热值下降问题，弹性有望更大。公司火电趋稳，新能源+煤炭利润释放，还具备分红不低于可分配利润70%且不少于0.1元/股承诺，成长与股息兼具。

盈利预测、估值和评级

我们预测，2026/2027/2028年公司营业收入213/219/219亿元，同比+1.0%/+2.8%/+0.1%，归母净利润26.88/29.81/31.26亿元，同比+7.8%/+10.9%/+4.8%，对应EPS为0.343/0.381/0.399元。参考可比公司市场给予2026年10-15倍PE，公司兼备未来三年业绩增长较快及ROE较高优势，高股息价值亦突出，给予2026年17倍PE，对应目标价格5.83元/股，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

煤价波动；利用小时数及项目建设不及预期；限售股解禁风险。

公用事业与环保组

分析师：姜涛 (执业 S1130525120007)

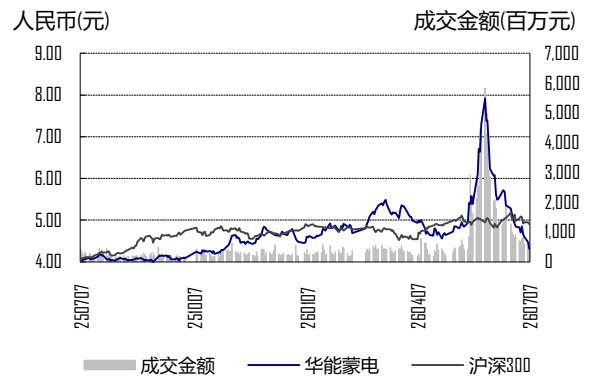
jiang_tao@gjzq.com.cn

分析师：许子怡 (执业 S1130526030003)

xuziyi@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：4.31 元

目标价 (人民币)：5.83 元



公司基本情况 (人民币)

项目	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	22,294	21,050	21,259	21,855	21,886
营业收入增长率	-1.03%	-5.58%	0.99%	2.81%	0.14%
归母净利润(百万元)	2,325	2,493	2,688	2,981	3,126
归母净利润增长率	15.98%	7.23%	7.80%	10.92%	4.83%
摊薄每股收益(元)	0.356	0.382	0.343	0.381	0.399
每股经营性现金流净额	0.78	1.03	0.59	0.67	0.72
ROE(归属母公司)(摊薄)	12.99%	15.84%	13.82%	14.48%	14.37%
P/E	12.15	11.73	12.56	11.33	10.80
P/B	1.58	1.86	1.74	1.64	1.55

来源：公司年报、国金证券研究所



内容目录

一、华能集团内蒙上市能源平台，主营业务盈利韧性凸显.....	5
(一) 北方大型国有能源公司，华能集团内蒙上市能源平台.....	5
(二) 主营业务盈利韧性凸显，前三季度单季扣非业绩保持 6-9 亿元.....	7
(三) 三表提质持续优化，高分红稳享股息价值.....	8
二、火电：煤电一体夯实成本优势，跨区外送打开价值空间.....	10
(一) 火电机组送蒙西+华北电网，装机及电量六四分布.....	10
(二) 送华北电价持续提升，跨区域输电价值凸显.....	12
(三) 蒙西火电转型调峰保供，市场化机制赋能稳价增收.....	13
(四) 煤电一体享资源成本优势，期待煤质修复贡献利润增量.....	15
三、收购北方公司优质风电资产，新能源装机占比有望超三成.....	17
(一) 风光装机送内蒙及华北电网，以量补价支撑营收增长.....	17
(二) 53 亿元收购控股股东 1.6GW 风电，期待在建绿电投产增厚盈利.....	19
四、盈利预测、估值和评级.....	20
(一) 业务核心假设.....	20
(二) 盈利预测与投资建议.....	21
五、风险提示.....	23

图表目录

图表 1：截至 2026Q1 北方联合电力持有公司 52.54% 的股份.....	5
图表 2：截至 2025 年底公司在运控股装机 15.03GW.....	5
图表 3：公司近年上网电量维持在 550 亿千瓦时左右.....	6
图表 4：近三年公司整体结算电价持续走低.....	6
图表 5：秦皇岛动力煤价格(元/吨, Q5500).....	6
图表 6：近年来公司煤炭产销量大幅增长.....	6
图表 7：2026Q1 煤炭销售单价降至 270 元/吨.....	6
图表 8：2026Q1 公司营收同比下降 13.6%.....	7
图表 9：2026Q1 公司归母净利润同比下降 24.6%.....	7
图表 10：公司前三季度单季度业绩相对稳定.....	7
图表 11：公司电力业务占营收比例超八成(亿元).....	7
图表 12：公司主营业务毛利率情况.....	7
图表 13：2025 年末公司加权 ROE 为 12.3%.....	8
图表 14：2026Q1 公司资产负债率降至 39.7%.....	8



图表 15:	公司资产负债率持续低于行业平均水平	8
图表 16:	2025 年底公司资产减值损失降至 2.49 亿元	9
图表 17:	公司投资收益显著增厚利润	9
图表 18:	2025 年底公司经营现金流净额达 67 亿元	9
图表 19:	近年公司投资支出体量较大	9
图表 20:	2026Q1 公司自由现金流净流出 23 亿元	9
图表 21:	经营正常年份公司股息率在 4.5%-5%	10
图表 22:	2025 年末公司控股在运火电装机 11.40GW	10
图表 23:	2025 年蒙西火电发电量 316 亿千瓦时、占 64%	11
图表 24:	2024-2025 年华北火电电价逆势提升	11
图表 25:	预计 2028 年可较 2025 年节约火电折旧成本约 6.38 亿元	11
图表 26:	2025 年魏家峁公司贡献净利润 14.67 亿元	12
图表 27:	2025 年火电子公司 ROE 整体修复	12
图表 28:	公司控股在运火电送华北电网项目梳理	12
图表 29:	京津冀地区用电量保持稳健增长	12
图表 30:	近年京津冀地区火电装机占比快速下降	13
图表 31:	京津冀地区火电发电量占比仍在 70%以上	13
图表 32:	近年公司送华北火电电价持续提升	13
图表 33:	公司控股在运火电送蒙西电网项目梳理	13
图表 34:	近年来内蒙古用电量持续增长	14
图表 35:	近年公司火电利用小时数均承压 (小时)	14
图表 36:	近年内蒙古新能源装机占比大幅提升	14
图表 37:	内蒙古火电发电量占比仍在 70%以上	14
图表 38:	2025 年公司蒙西火电电价已开始回升	15
图表 39:	公司标煤单价显著低于同行 (元/吨)	15
图表 40:	公司标煤单价同比增速随行业周期同向波动	15
图表 41:	2025 年公司标煤单价仅 514 元/吨	16
图表 42:	2025 年公司煤炭自供率达到 56.4%	16
图表 43:	公司煤炭板块经营及盈利情况	16
图表 44:	热值恢复正常后煤炭板块净利润有望增长 30%+	16
图表 45:	截至 2025 年末公司新能源装机 3.63GW	17
图表 46:	公司新能源资产分布于蒙西、蒙东和华北电网	17
图表 47:	2025 年公司新能源上网电量 82 亿千瓦时	17
图表 48:	公司新能源发电利用小时数表现分化	17
图表 49:	2025 年公司风电加权上网电价 298 元/兆瓦时	18



图表 50:	2025 年公司光伏上网电价 286 元/兆瓦时	18
图表 51:	2025 年以量补价支撑新能源营收增长	18
图表 52:	新能源子公司净利润情况 (亿元)	18
图表 53:	新能源子公司 ROE 情况	18
图表 54:	本次收购标的资产的交易对价及支付方式情况	19
图表 55:	本次收购资产 PB 估值约 2 倍	19
图表 56:	公司控股在建新能源项目	19
图表 57:	公司绿电板块 (核心子公司) 盈利情况	20
图表 58:	考虑在建绿电项目投产后, 悲观预期下板块净利润亦可增长 20%+	20
图表 59:	公司电力业务经营数据预测	21
图表 60:	公司各分部业务预测	21
图表 61:	华能蒙电同业对比 (收盘价日期: 2026/7/7)	22

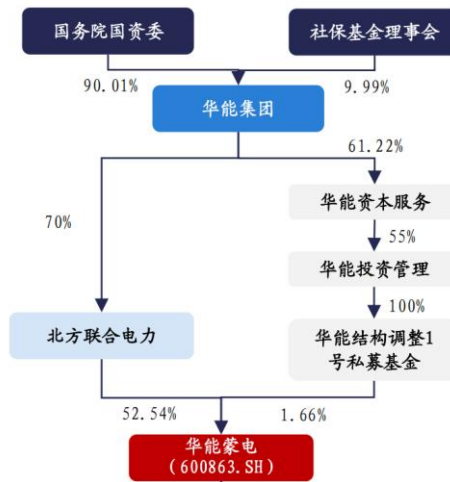


一、华能集团内蒙上市能源平台，主营业务盈利韧性凸显

（一）北方大型国有能源公司，华能集团内蒙上市能源平台

公司是内蒙古自治区首家电力上市公司，是区域大型的综合性能源公司之一；截止 2026Q1 控股股东北方联合电力直接持股公司 52.54%，中国华能集团合计控制公司 53.23% 股权，为实际控制人。作为实控人华能集团在内蒙古和华北地区能源保供的核心力量，同时依托作为控股股东北方联合电力煤电一体化等业务的最最终整合平台，公司凭借煤电一体化协同效应构建了极具竞争力的产业链优势。2026 年 2 月，公司证券简称由“内蒙华电”更名为“华能蒙电”，旨在强化华能品牌属性与蒙电主业地位。

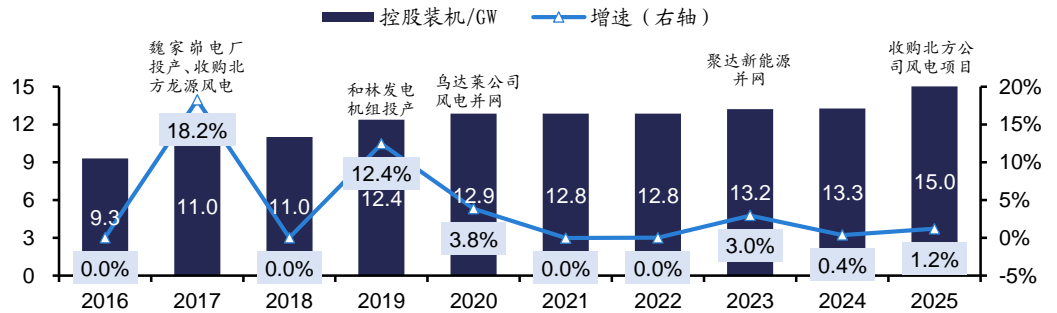
图表1：截至 2026Q1 北方联合电力持有公司 52.54% 的股份



来源：iFinD，国金证券研究所

公司主营业务为发电并经营煤炭生产及销售等业务。发电业务方面，公司发电资产遍布自治区九个盟市，项目主要处于电力、热力负荷中心或煤炭资源丰富区域，以及特高压外送通道上，截至 2025 年底，公司控股装机达 15.03GW、新能源装机占比提升至 24.13%。回顾过去，2017 年上半年魏家峁 1.32GW 煤电投产，同年年底收购北方龙源风电，控股装机规模突破 11GW；2019 年和林发电 1.32GW 煤电投产，装机容量同比增加 12.45% 至 12.4GW。2020 年乌达莱公司 0.48GW 风电全容量并网，2023 年内蒙古聚达发电 0.38GW 新能源项目并网，2025 年收购控股股东北方公司的 1.6GW 风电项目，近年公司持续优化装机结构。

图表2：截至 2025 年底公司在运控股装机 15.03GW



来源：iFinD，国金证券研究所

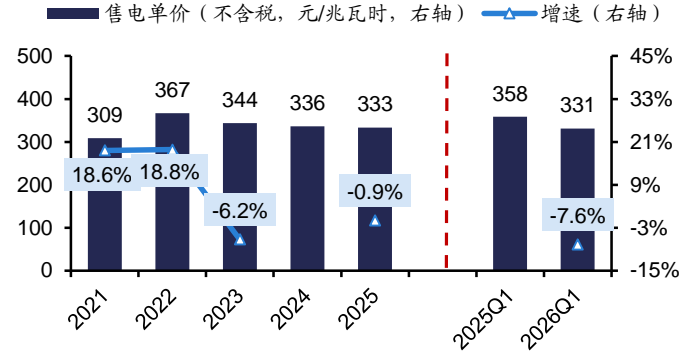
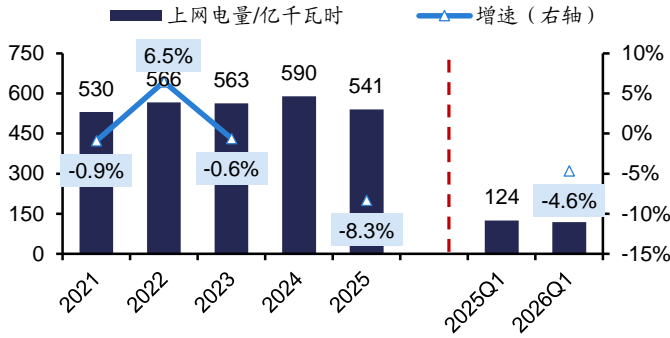
公司近年上网电量维持在 550 亿千瓦时左右，2025 年受需求增长有限及新能源挤压等影响，蒙西、蒙东、华北地区电量均有所下降，年度上网电量为 541 亿千瓦时（同比-8.3%）。电价方面，受 2021 年下半年煤价大幅攀升影响，国家发改委将燃煤市场电价上下浮动范



围调整至 20%，2022 年公司上网电价同比大幅提升 18.8%至 0.367 元/度（不含税）；近三年受到新能源全面入市交易、竞争愈加激烈等影响，公司整体结算电价持续走低，2026Q1 售电单价降至 0.331 元/度（同比-8.8%）。

图表3：公司近年上网电量维持在 550 亿千瓦时左右

图表4：近三年公司整体结算电价持续走低

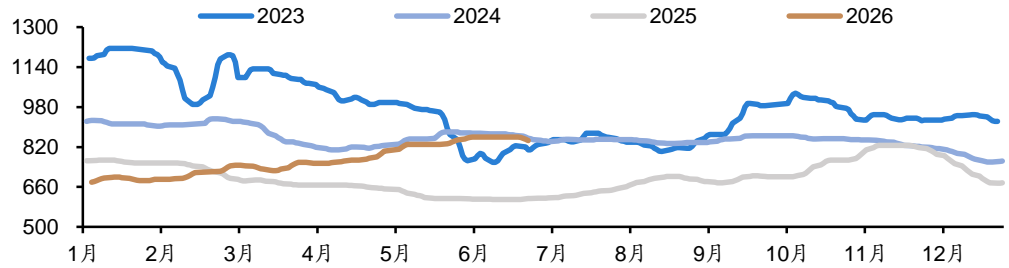


来源：iFinD，国金证券研究所 备注：2024 年为追溯调整后数据

来源：iFinD，国金证券研究所 备注：2024 年为追溯调整后数据

煤炭销售方面，魏家峁露天煤矿一期（产能 600 万吨/年）2014 年投产，2022 年 4 月二期产能完成释放，煤炭产能核增至 1200 万吨/年，2023 年 6 月进一步核增至 1500 万吨/年。伴随魏家峁煤矿产能持续核增，公司近年煤矿产销量大幅增长，2025 年实现煤炭生产量 1349 万吨、销售量 589 万吨。受国家政策、市场竞争和供求关系影响，近年公司煤炭销售单价呈下降趋势，2025 年受煤炭业务开展至一采区末端开采难度加大、煤质热值波动及市场煤价下行影响，2025 年煤炭销售价格降低至 301 元/吨，2026Q1 继续降至 270 元/吨，公司预计 2026 年下半年解决矿区煤炭热值下降问题，我们预计 26 年下半年煤价呈先跌后涨趋势，全年中枢较 25 年提升，期待公司煤炭板块盈利修复。

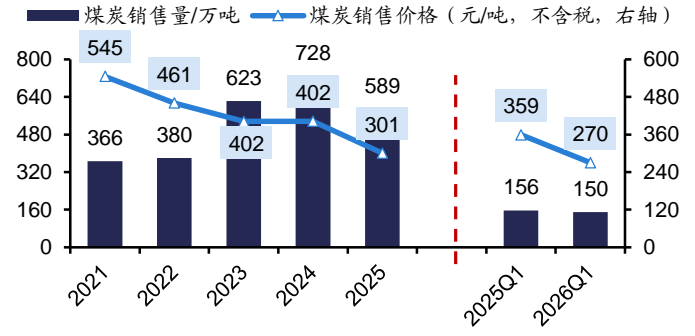
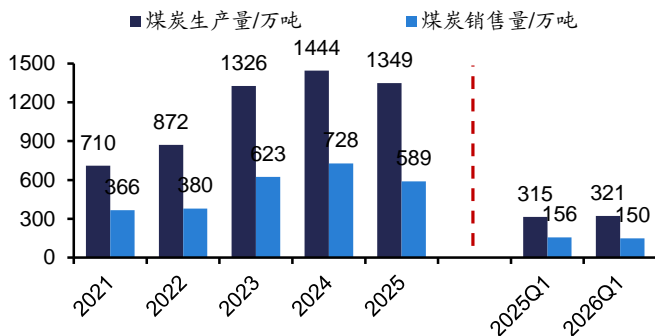
图表5：秦皇岛动力煤价格(元/吨, Q5500)



来源：iFinD，国金证券研究所

图表6：近年来公司煤炭产销量大幅增长

图表7：2026Q1 煤炭销售单价降至 270 元/吨



来源：iFinD，国金证券研究所

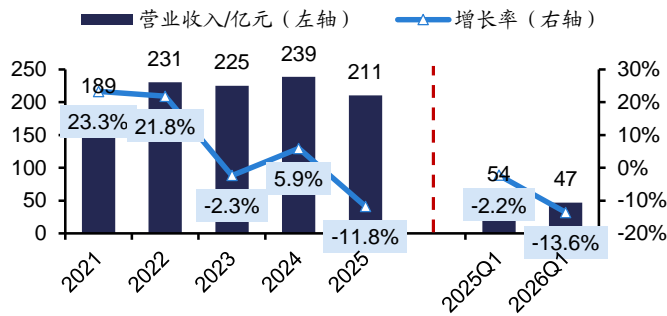
来源：iFinD，国金证券研究所



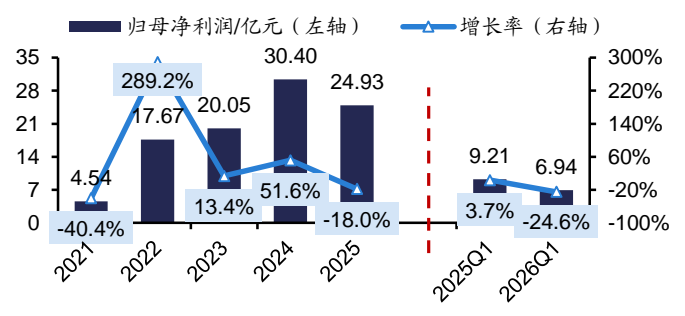
(二) 主营业务盈利韧性凸显，前三季度单季扣非业绩保持 6-9 亿元

核心财务指标来看，公司近年营收维持在 220 亿元左右；受电价、电量、煤价下行等因素影响，2025 年营业收入为 211 亿元（同比-11.8%），2026Q1 营业收入为 47 亿元（同比-13.6%）。从归母净利润来看，伴随煤价中枢逐步回落、煤炭产能持续释放，十四五期间公司业绩基本呈上升趋势，2025 年归母净利润为 24.93 亿元（同比-18.0%），2026Q1 为 6.94 亿元（同比-24.6%），业绩承压主要为收购资产并表增利，但存量新能源及煤炭销售业务利润下滑导致。分季度看，公司 2023 年至今 1-3 单季度盈利水平相对稳定，扣非归母净利润保持在 6-9 亿元（Q4 由于集中计提资产减值、年终费用结算等原因利润水平较低）。

图表8：2026Q1 公司营收同比下降 13.6%



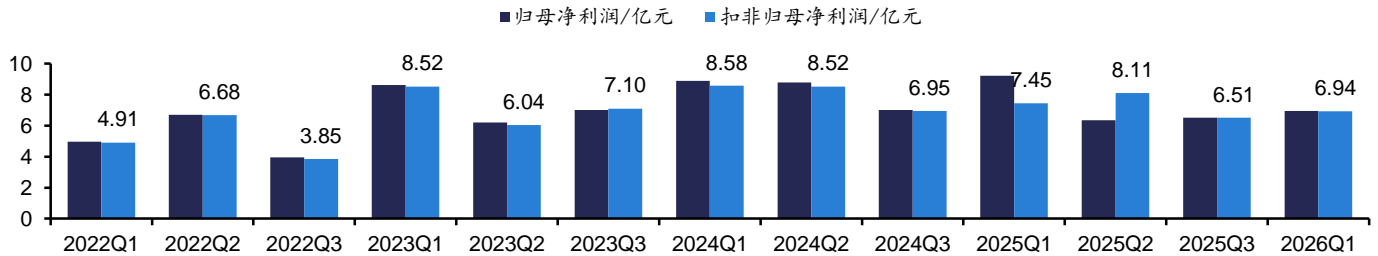
图表9：2026Q1 公司归母净利润同比下降 24.6%



来源：iFinD，国金证券研究所

来源：iFinD，国金证券研究所

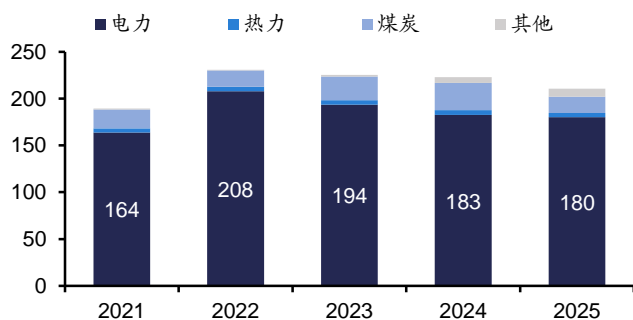
图表10：公司前三季度单季度业绩相对稳定



来源：iFinD，国金证券研究所

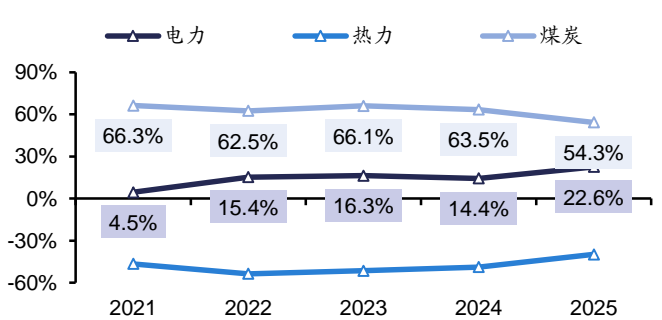
公司主营业务包括发电、煤炭、售热等，电力业务占营收八成以上。从营收占比来看，2025 年电力业务贡献营收 180.13 亿元，占比 85.6%；煤炭业务贡献营收 17.70 亿元，占比 8.4%；公司其他业务经营相对稳定，营收规模较小，合计占比 5% 左右。毛利率方面，公司电力业务毛利率基本稳定，2025 年提升至 22.6% 主要为风电资产收购并表影响（毛利率高于存量业务）；煤炭业务毛利率稳中有降，2025 年受煤价下降、热值偏低等影响同比-9pct 至 54.3%。

图表11：公司电力业务占营收比例超八成（亿元）



来源：iFinD，国金证券研究所

图表12：公司主营业务毛利率情况

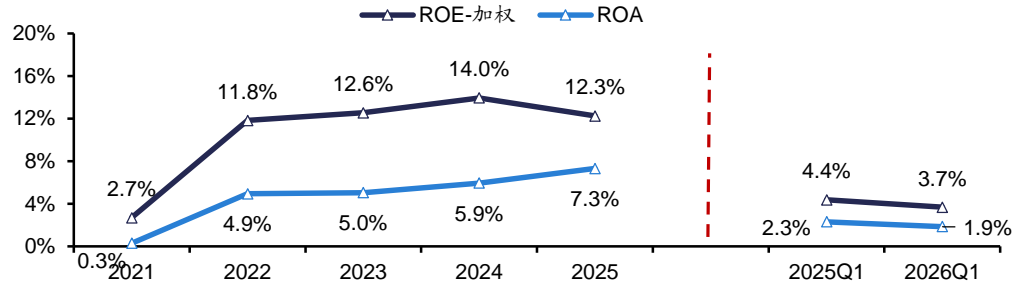


来源：iFinD，国金证券研究所



受益于煤电一体盈利相对稳定，以及近年新能源业务结构转型升级，公司毛利率水平由2021年的10.0%持续提升至2025年的23.2%，2022-2025年加权ROE均保持10%以上，2025年公司加权ROE达12.3%、ROA达7.3%，核心盈利指标保持稳健，主营业务盈利韧性凸显。2026Q1毛利率回落至24.4%，净利率回落至14.8%，主要为新能源电价下行压力及煤矿热值尚未恢复等影响。

图表13: 2025年末公司加权ROE为12.3%

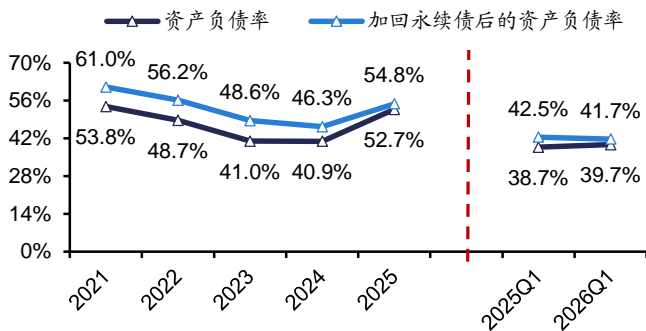


来源: iFinD, 国金证券研究所

(三) 三表提质持续优化, 高分红稳享股息价值

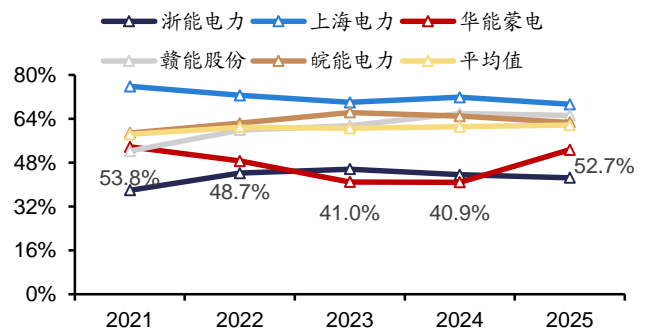
资产扩张与债务偿付压降杠杆, 资产负债率持续优于行业平均水平。2023-2025年公司总资产规模稳步扩张, 主要为机组投产固定资产增加所致; 2026Q1公司总资产达485.85亿元, 其中固定资产268.99亿元, 在建工程31.79亿元, 应收账款43.28亿元, 长期股权投资24.48亿元。受项目持续投入、股权并购等事件影响, 公司近两年债务规模有所扩张; 2026Q1伴随到期应付账款的集中偿付, 总负债规模回落至193亿元(较上年末下降24.90%)。在资产负债双重影响下, 公司2026Q1资产负债率降至39.7%(若考虑永续债则为41.7%), 财务杠杆水平持续优于行业平均。

图表14: 2026Q1公司资产负债率降至39.7%



来源: iFinD, 国金证券研究所

图表15: 公司资产负债率持续低于行业平均水平

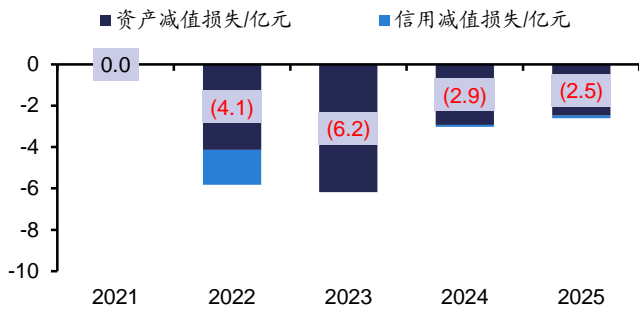


来源: iFinD, 国金证券研究所

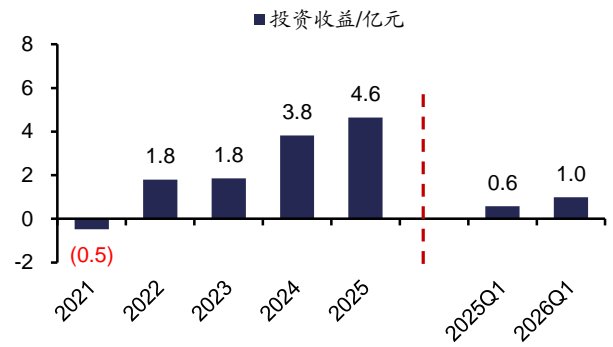
减值方面, 公司历年减值损失以老旧火电及风机固定资产为主。2022年减值损失5.83亿元, 主要为丰电能源4×200MW火电机组减值和乌海发电厂应收委托运行费的坏账准备; 2023年资产减值规模达峰值6.18亿元, 主要为乌海发电厂、白云鄂博风电场、乌力吉木仁风电场、丰电能源等多个资产组同步计提。截至2025年底公司相关减值损失已降至2.49亿元, 有效释放利润空间。投资收益方面, 公司投资收益持续增厚利润, 2021年受煤价波动影响投资收益规模下降, 其余经营正常年份均能贡献约10%利润; 其中长期股权投资做主要贡献, 2025年公司长期股权投资收益达2.71亿元, 参股公司中内蒙古岱海发电(火电)贡献最大, 为1.63亿元。



图表16: 2025 年底公司资产减值损失降至 2.49 亿元



图表17: 公司投资收益显著增厚利润

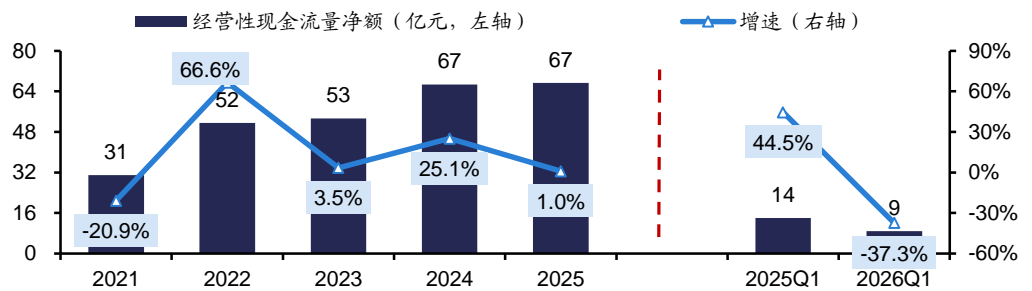


来源: iFinD, 国金证券研究所

来源: iFinD, 国金证券研究所

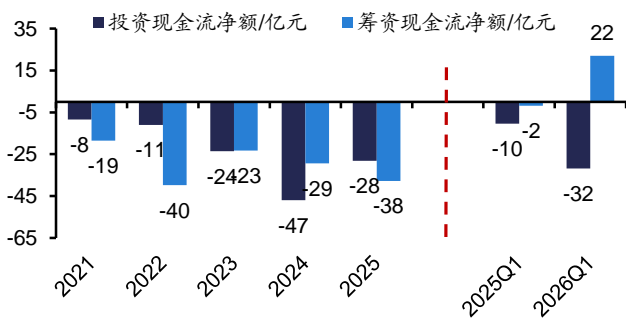
历年经营现金流均为正, 资本开支扩张叠加股权融资落地, 自由现金流短期转负。公司近 20 年经营现金流均为净流入, 2025 年经营现金流净额已增至 67 亿元 (同比+1.0%); 受营收下降影响, 2026Q1 经营现金流净额为 9 亿元 (同比-37.3%)。2024 年以来公司在建项目增多, 投资现金流净流出规模较大, 2026Q1 净流出 47 亿元 (绝对值同比+206.47%)。筹资现金流方面, 公司历年以净流出为主, 2026Q1 由于增发股票转为净流入 22 亿元。近五年公司自由现金流保持 20-40 亿元波动, 2026Q1 受经营性现金流净额收窄与投资扩张的双重影响, 公司自由现金流转负至净流出 23.06 亿元。

图表18: 2025 年底公司经营现金流净额达 67 亿元

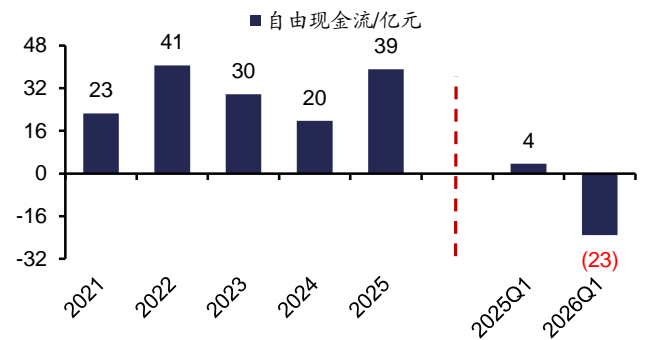


来源: iFinD, 国金证券研究所

图表19: 近年公司投资支出体量较大



图表20: 2026Q1 公司自由现金流净流出 23 亿元



来源: iFinD, 国金证券研究所

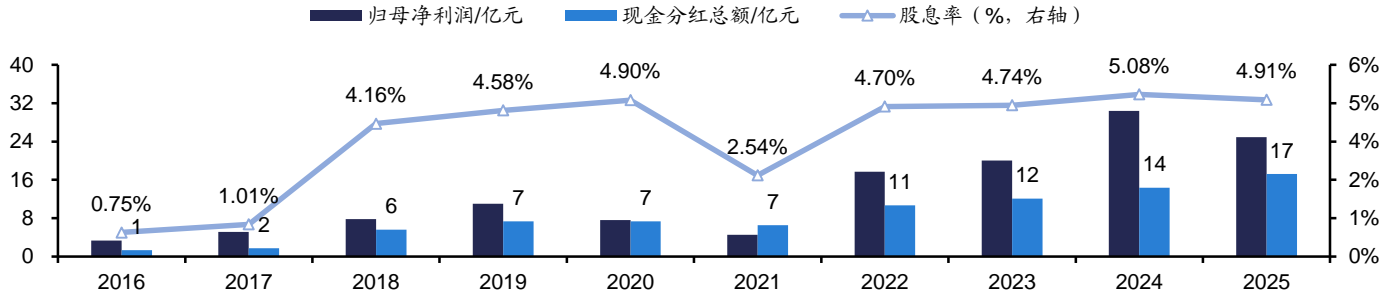
来源: iFinD, 国金证券研究所

分红回馈方面, 公司自 2016 年起连续发布三年股东回报规划, 2019 年起三期 (2019-2021、2022-2024、2025-2027) 分红比例统一为可分配利润的 70%, 且 2019 年起同时承诺每股不低于 0.09 元、2022 年起每股提升至 0.10 元并延续至今。公司累计已完成现金分红 26



次,累计分红总额 134 亿元,平均分红率达 62.11%。2023-2025 年公司股息率分别为 4.74%、5.08%、4.91%,股息回报水平稳健。

图表21: 经营正常年份公司股息率在 4.5%-5%



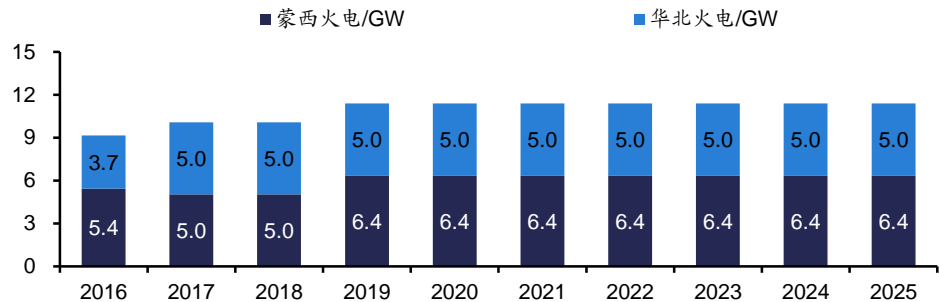
来源: iFind, 国金证券研究所

二、火电: 煤电一体夯实成本优势, 跨区外送打开价值空间

(一) 火电机组送蒙西+华北电网, 装机及电量六四分布

截至 2025 年末, 公司控股装机容量 15.03GW, 其中火电装机 11.40GW (占比 75.87%)。分送电区域来看, 公司火电业务向蒙西电网和华北电网供电, 装机容量分别为 6.36GW、5.04GW。其中, 蒙西区域主要以直调、大用户交易等方式销售, 长期保持较高市场份额、规模优势显著; 华北则以“点对网”和特高压直送为主, 控股的上都发电厂是国内“点对网”跨区域输电标杆项目。参考公司当前无新增核准项目, 预计火电规模保持稳定。

图表22: 2025 年末公司控股在运火电装机 11.40GW



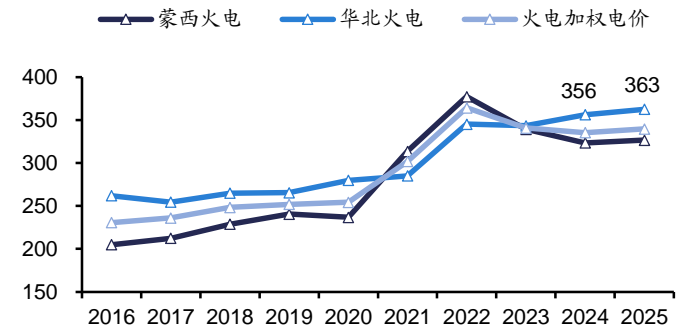
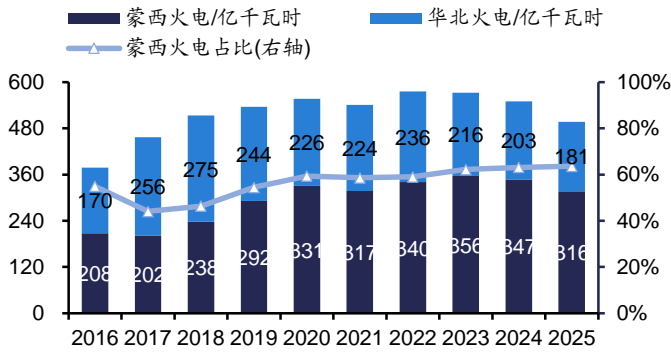
来源: iFind, 国金证券研究所

2023 年前蒙西火电电价长期低于华北, 主要源于蒙西作为煤炭资源富集地区, 其燃煤标杆电价本身低于华北, 形成了区域电价的初始成本锚, 同时叠加蒙西市场化程度相对较低, 交易电价以政策引导与中长期合约为主; 而华北作为负荷中心电网, 受能源输入依赖及燃煤标杆电价水平影响, 中枢相对较高。2023 年后, 随着蒙西现货市场机制逐步完善、边际定价作用增强, 实现火电电价的市场化重估上行; 相较之下, 华北市场电价结构仍以中长期合约为主, 价格弹性有限, 同时叠加新能源出力提升对火电边际电量的挤压, 进一步限制火电电价上行空间, 最终导致 2021-2023 年期间区域电价关系出现反转。2024-2025 年蒙西、华北区域电量均有所下降, 但华北电价逆煤价波动上涨, 体现外送电源稀缺性。



图表23：2025年蒙西火电发电量316亿千瓦时、占64%

图表24：2024-2025年华北火电电价逆势提升

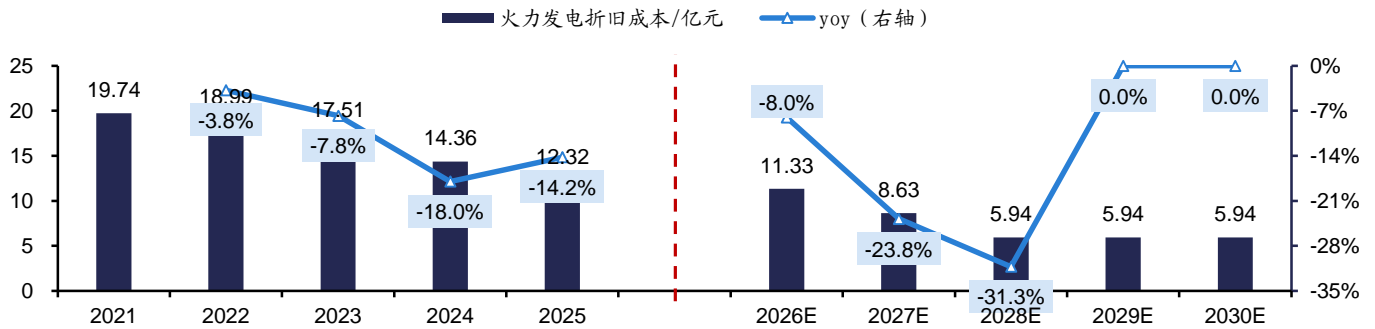


来源：iFinD，国金证券研究所

来源：iFinD，国金证券研究所 备注：单位为元/兆瓦时，不含税

公司近年火电折旧成本持续下降，由2021年的19.74亿元降至2025年的12.32亿元，累计降幅37.6%。根据年报披露的发电设备折旧年限、结合各机组实际投产时间，丰镇电厂3-6#(4×200MW)、蒙达发电(4×330MW)、丰泰发电(2×200MW)及京达发电(2×330MW)机组(合计3.18GW)已于2013-2024年间陆续完成折旧，乌海发电(2×330MW)2025年末完成折旧，是上述成本缩减的主要原因；展望后续，达拉特聚达(2×600MW)与上都电厂(4×600MW)机组预计将于2026-2027年集中到期，三年内合计3.6GW机组退出折旧。以2025年单位GW折旧约1.50亿元为标准保守估算，预计2028年可较2025年节约火电折旧成本约6.38亿元(占2025年电力毛利润的15.7%)，有效释放利润空间。

图表25：预计2028年可较2025年节约火电折旧成本约6.38亿元

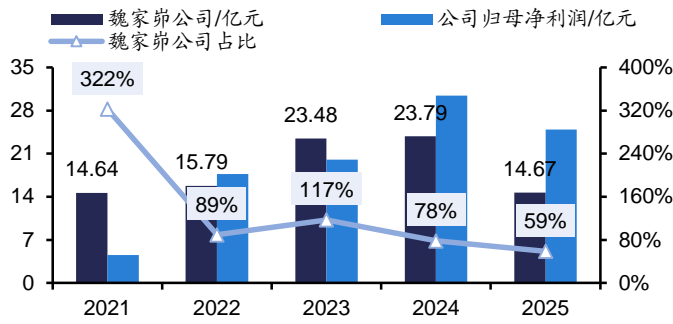


来源：iFinD，国金证券研究所

综合来看，公司全资控股的魏家峁公司依托自有煤矿与电厂深度协同的一体化模式，有利抵抗煤价周期波动；2025年实现净利润14.67亿元，占公司归母净利润的59%；在2021年煤价高企之际，魏家峁实现净利润5.94亿元(占比高达322%)，盈利韧性充分体现。伴随2022年后煤价中枢逐步回落，公司参控股火电公司盈利陆续修复，2025年上都发电、和林发电ROE水平平均恢复至10%左右；魏家峁公司ROE长期维持在20%左右高位，显著优于其他子公司。公司火电及煤炭业务有效抵抗周期波动，同时在火电调节角色的转变下，一方面容量电价为公司每年稳定贡献16.65亿元，另一方面火电在市场化交易中获得额外电价收入，公司火电煤炭业务盈利稳定性持续提升。

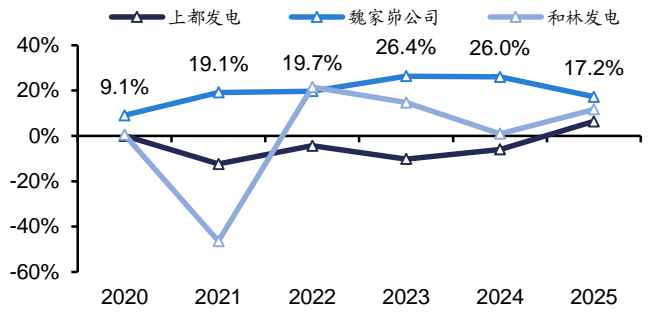


图表26：2025年魏家峁公司贡献净利润14.67亿元



来源：iFinD，国金证券研究所

图表27：2025年火电子公司ROE整体修复



来源：iFinD，国金证券研究所

（二）送华北电价持续提升，跨区域输电价值凸显

公司送华北电网火电装机共计5.04GW，均为60万千瓦以上高效机组，其中上都一期2.4GW（4台60万千瓦）、上都二期1.32GW（2台66万千瓦）为“点对网”接入，魏家峁电厂1.32GW（2台66万千瓦）为通过特高压线路接入华北电网。电量端来看，在新能源高渗透背景下，点对网外送电量虽具备较强合约刚性，但在系统调度优先保障风光消纳及本地安全约束下，其边际可调度空间受到挤压，导致利用小时下降更为明显；相比之下，以魏家峁为代表的特高压入网电源融入华北统一调度体系，在现货与中长期联合优化机制下具备更强的跨时段出清能力，使其电量下降幅度相对更为平缓。

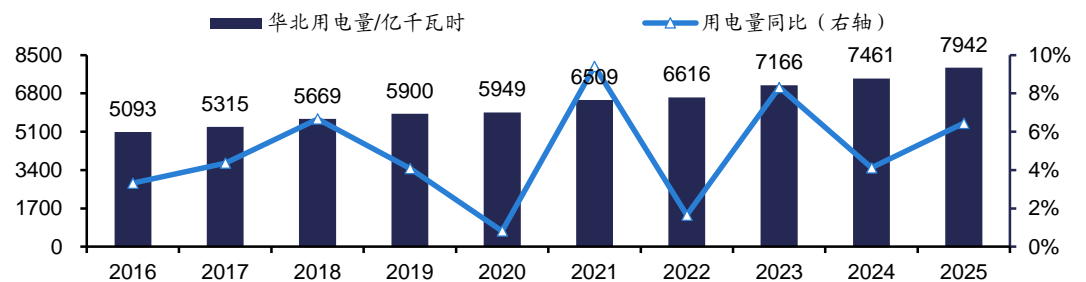
图表28：公司控股在运火电送华北电网项目梳理

所属电网	类型	名称	装机容量/MW	机组构成	持股比例	权益装机/MW	投运时间
华北电网	热电联产	上都发电厂	2400	4x600MW	51.00%	1224	2006年8月 2007年8、11月
	热电联产	上都第二发电厂	1320	2x660MW	51.00%	673	2011年8、12月
	热电联产	魏家峁电厂	1320	2x660MW	100.00%	1320	2017年1、5月
华北电网火电小计			5,040		67.33%	3,217	

来源：iFinD，国金证券研究所

外送华北电量在实际运行中面临多重边际约束，其中新能源优先消纳机制在多数时段构成系统第一约束，显著压缩火电及外来电的可调度空间，因而华北区域用电需求与新能源发电增量等将对公司外送电部分产生较大影响。我们以京津冀三地作为样本进行统一分析，北京、天津、河北三地用电量近十年内保持稳健增长，2025年合计达7942亿度（同比+6.44%）；2025年京津冀地区GDP达11.99万亿元（计算同比+4.2%），其中第三产业增加值达8.40万亿元、占GDP比重70%，以金融、科技、商贸服务为主的现代服务业已成为区域经济增长的主要驱动力。伴随区域一体化协同发展深入推进及数字经济加速渗透，预期未来华北地区用电需求将保持增长态势，为公司外送电量提供稳定消纳保障。

图表29：京津冀地区用电量保持稳健增长



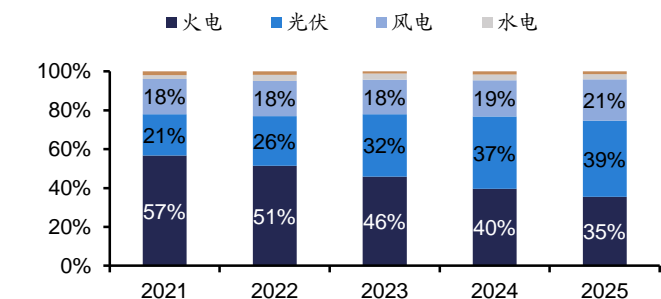
来源：iFinD，国金证券研究所



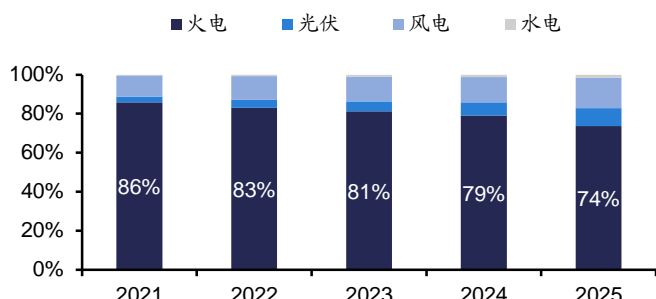
从发电侧装机结构来看，近年来华北地区火电装机占比由 2021 年的 57% 降至 2025 年的 35%，风电占比大幅提升至 39%，光伏小幅提升至 21%，新能源装机合计占比已达 60%。从发电量结构来看，尽管新能源装机规模持续扩张，2025 年火电发电量占比仍达 74%，虽然较 2021 年的 86% 有所下降，但其电量支撑与调峰调频价值仍难以被替代。

图表30：近年京津冀地区火电装机占比快速下降

图表31：京津冀地区火电发电量占比仍在 70% 以上



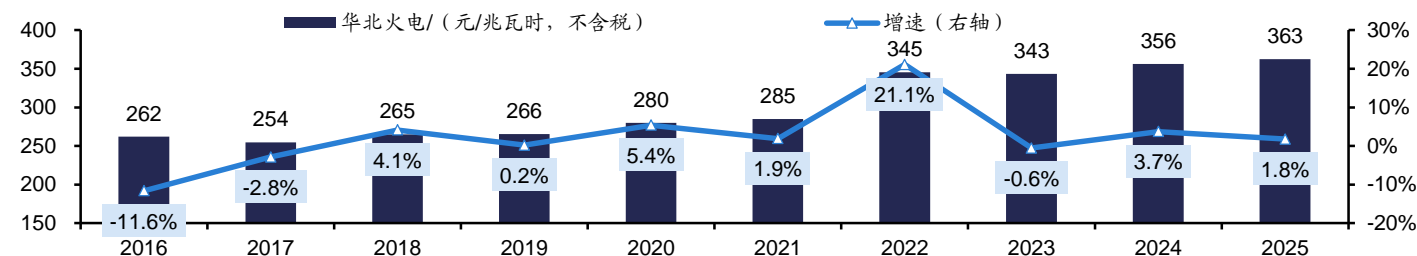
来源：iFind，国金证券研究所



来源：iFind，国金证券研究所

电价机制方面，华北电力市场整体呈现中长期交易为主体、现货市场为补充、系统调度统筹平衡的运行机制。其中，中长期交易（年度及月度）在电量结构中占据主导地位，主要承担保供与价格稳定功能；现货市场则用于平衡偏差电量及反映短期供需变化。公司上都电厂电价机制以点对网通道约束下的中长期合同为主，体现计划性外送特征；魏家峁电厂则通过特高压接入华北统一电力市场，为中长期与现货联合出清定价，市场化程度更高、价格弹性波动更强，有望在发电曲线中通过市场化交易充分提高度电收入。

图表32：近年公司送华北火电电价持续提升



来源：iFind，国金证券研究所

（三）蒙西火电转型调峰保供，市场化机制赋能稳价增收

公司送蒙西电网火电装机共计 6.36GW，主要承担区域电力系统平衡与本地负荷支撑功能，在蒙西电网内形成基荷+调峰并存的格局；其中大部分机组已运行超过 20 年，整体资产年龄结构偏老。

图表33：公司控股在运火电送蒙西电网项目梳理

所属电网	类型	名称	装机容量/MW	机组构成	持股比例	权益装机/MW	投运时间
蒙西电网	燃煤发电	丰镇发电厂 3-4#	400	2x200MW	100.00%	400	1993 年 6、12 月
	燃煤发电	丰镇发电厂 5-6#	400	2x200MW	100.00%	400	1995 年 2、12 月
	热电联产	乌海发电	660	2x330MW	100.00%	660	2005 年 8、12 月
	热电联产	丰泰发电	400	2x200MW	45.00%	180	2001 年 12 月、2002 年 8 月
	热电联产	京达发电	660	2x330MW	40.00%	264	2004 年 8、10 月
	热电联产	聚达发电	1200	2x600MW	100.00%	1200	2006 年 12 月、2007 年 6 月
	热电联产	蒙达发电	1320	4x330MW	53.00%	700	1995 年 11 月/1996 年 11 月 /1998 年 6 月/1999 年 2 月

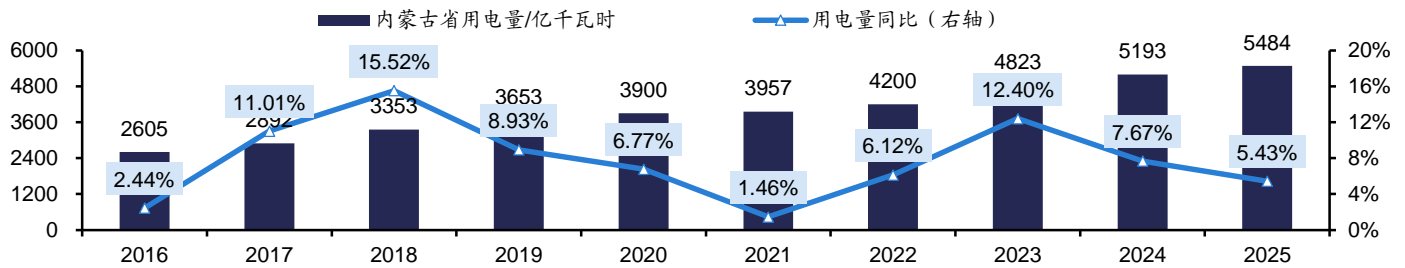


热电联产	和林发电厂一期	1320	2x660MW	100.00%	1320	1993年6、12月
蒙西电网火电小计		6,360		79.75%	5,124	

来源: iFinD, 国金证券研究所

电量端来看, 内蒙古用电量持续增长, 2025 年内蒙全区用电量 5483.87 亿度 (同比+5.43%), 内蒙古作为国家现代能源基地与先进制造业集群, 2025 年第二产业增加值 1.13 万亿元 (同比+5.45%), 占地区生产总值的 42%, 以现代煤化工、冶金及新能源制造为主的重工业构成用电基本盘。此外, 作为国家“东数西算”工程的重要北方枢纽, 区内绿色算力、大数据与人工智能等产业发展驱动三产用电潜力加速释放, 2025 年第三产业增加值 1.24 万亿元 (同比+3.95%), 占比达到 46%, 成为经济增长的主要贡献力量。

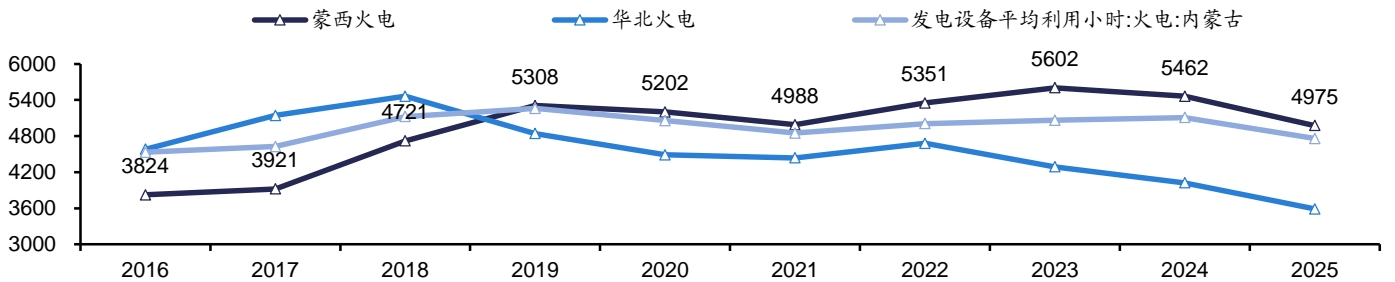
图表34: 近年来内蒙古用电量持续增长



来源: iFinD, 国金证券研究所

发电侧来看, 蒙西电网内新能源占比持续提升, 使火电逐步由传统基荷电源转向系统调峰与备用电源角色。在此背景下, 老旧机组在深度调峰及频繁启停工况下运行负担加重, 叠加供热及保供约束, 其利用小时整体呈现结构性下行压力。但受益于煤电两部制电价的落地, 2024 年起电价构成分为电量电价、容量电价两部分, 其中容量电价用于补偿煤电机组利用小时数下降以及备用的价值 (2026 年起蒙西地区已由 100 元/千瓦·年提升至 165 元/千瓦·年), 弥补发电部分价值的下降。

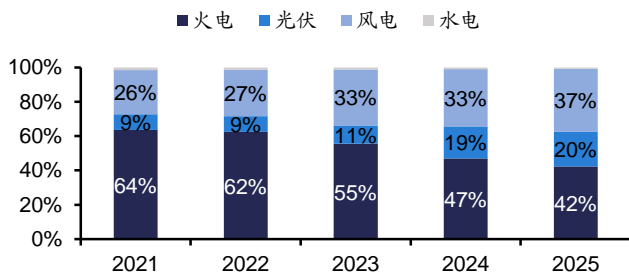
图表35: 近年公司火电利用小时数均承压 (小时)



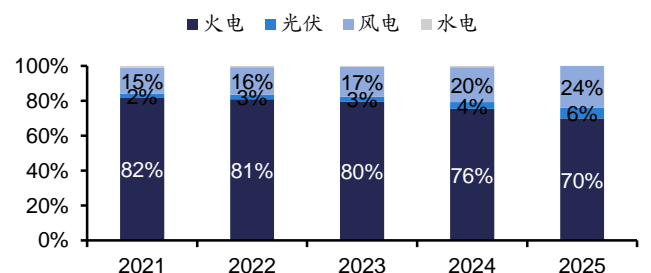
来源: iFinD, 国金证券研究所

图表36: 近年内蒙古新能源装机占比大幅提升

图表37: 内蒙古火电发电量占比仍在 70% 以上



来源: iFinD, 国金证券研究所

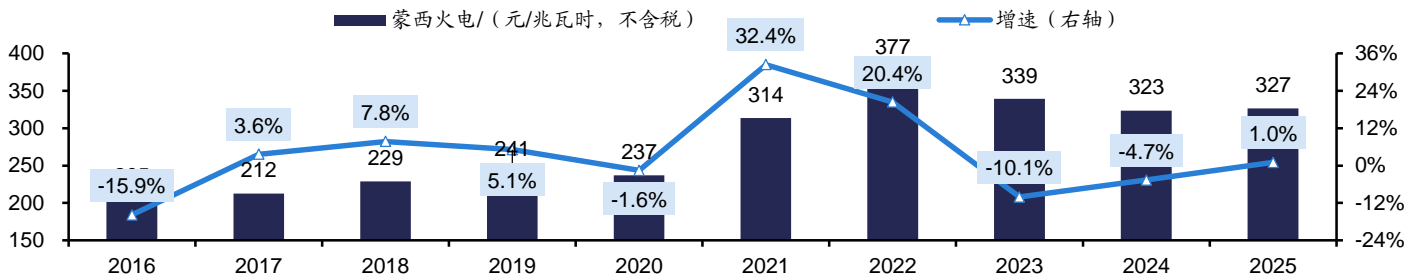


来源: iFinD, 国金证券研究所



而电量电价方面，分为中长期（年度+月度）及现货两大类，中长期电价更多挂钩用煤成本等；现货电价方面，蒙西是我国第一批电力现货市场建设试点，现货市场自 2022 年 6 月起转入连续不间断结算试运行；我们在 2026 年 6 月发布的行业深度《火电重估系列：煤价逐步传导，弱化利用小时，强化容量价值》曾分析讨论，火电可通过市场化交易的方式，在部分风光大发市场化交易电价较低的时段，通过现货市场等渠道采购更低价格的电量来履行发电合同，实现了不发电但形成收入的情况，即名义上利用小时数在下降，但实际度电收入/利润并未受损。因而 2025 年尽管在电量下降（利用小时数承压）、用煤成本下降情况下，公司蒙西火电电价同比仍然提升 1.0%。展望后续，伴随新能源接入比例持续提升，波动放大情况下，公司火电机组在保供同时仍然有望从市场化交易中获利。

图表38：2025 年公司蒙西火电电价已开始回升

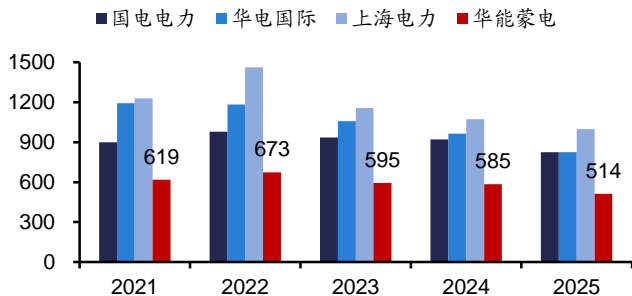


来源：iFind，国金证券研究所

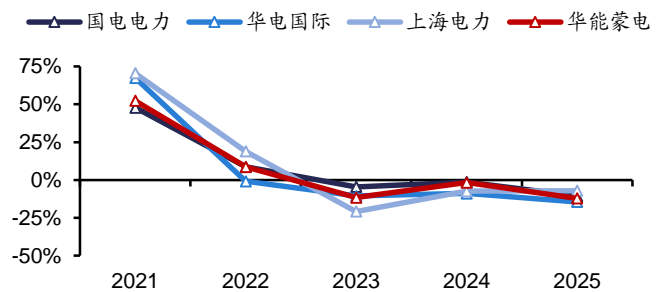
（四）煤电一体享资源成本优势，期待煤质修复贡献利润增量

从成本端来看，受益于靠近煤炭产地及自有煤矿，公司标煤单价显著低于同行。公司火电资产多分布于内蒙古鄂尔多斯、锡林郭勒等煤炭资源富集地区，区位优势突出；加之运用长协+自产（魏家峁煤矿年产能达 1500 万吨）+市场采购模式优化燃料采购策略、充分发挥煤电一体化协同优势。横向对比来看，公司标煤单价显著低于同行：2025 年同比下降 12.14%至 513.66 元/吨，而同期国电电力、华电国际、上海电力分别为 825.06、825.35、996.98 元/吨。从变化趋势来看，公司标煤单价随行业周期同向波动，但涨幅略低于、降幅略高于行业平均水平；2023 年以来标煤单价持续下行，为盈利提供了稳定支撑。

图表39：公司标煤单价显著低于同行（元/吨）



图表40：公司标煤单价同比增速随行业周期同向波动

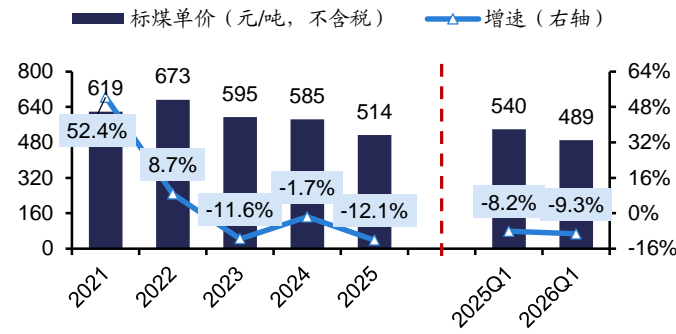


来源：iFind，国金证券研究所

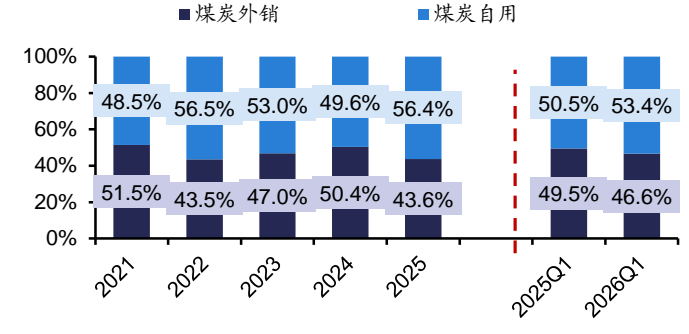
来源：iFind，国金证券研究所



图表41: 2025 年公司标煤单价仅 514 元/吨



图表42: 2025 年公司煤炭自供率达到 56.4%



来源: iFinD, 国金证券研究所

来源: iFinD, 国金证券研究所

煤炭销售业务方面, 魏家峁露天煤矿位于准格尔矿区东南部, 地质储量 9.8 亿吨, 2025 年末生产能力仍为 1500 万吨/年, 因开采年限将近, 进入枯煤期导致热值下降, 2025 年底公司启动二采区征地及手续办理, 预计 2026 年下半年解决矿区煤炭热值下降问题。进入 2026 年煤炭市场价格上行, 我们测算即使在热值影响犹存的情况下, 公司煤炭板块净利润亦有 6%-7% 的增幅, 若考虑进入二采区煤炭热值完全恢复后, 现货煤价均值上涨 100 元/吨时, 公司煤炭板块净利润弹性达 58.1%, 期待煤炭开采逐步恢复修复板块利润。

图表43: 公司煤炭板块经营及盈利情况

	2021	2022	2023	2024	2025
合并报表净利润/亿元	1.20	20.20	20.11	23.59	32.41
煤炭毛利润/亿元	13.23	10.93	16.53	18.58	9.61
煤炭销售量/万吨	366	380	623	728	589
单吨毛利润/元	362	288	265	255	163
公司煤炭销售价格 (元/吨)	545	461	402	402	301
同比	252	-85	-59	1	-102
秦皇岛动力煤现货价格 (元/吨)	883	1270	965	855	697
同比	311	387	-305	-110	-158

来源: iFinD, 国金证券研究所

图表44: 热值恢复正常后煤炭板块净利润有望增长 30%+

煤炭低热值影响仍在	市场现货煤价较 2025 年均值变化 (元/吨, 2025 年均值为 697 元/吨)						
	20	40	60	80	100	120	140
公司销售价格同比 (低热值)	4	8	12	16	20	24	28
单吨毛利/元	167	171	175	179	183	187	191
煤炭毛利润/亿元	10.03	10.27	10.51	10.75	10.99	11.23	11.47
较 2025 年煤炭毛利润增长	4.4%	6.9%	9.4%	11.9%	14.4%	16.9%	19.4%
煤炭净利润/亿元	6.07	6.21	6.36	6.50	6.65	6.79	6.94
较 2025 年煤炭净利润增长	4.4%	6.9%	9.4%	11.9%	14.4%	16.9%	19.4%
占 2025 年全口径净利润比例	18.7%	19.2%	19.6%	20.1%	20.5%	21.0%	21.4%

煤炭热值恢复正常	市场现货煤价较 2025 年均值变化 (元/吨, 2025 年均值为 697 元/吨)						
	20	40	60	80	100	120	140
公司销售价格同比 (正常热值)	10	20	30	40	50	60	70
单吨毛利/元	213	223	233	243	253	263	273
煤炭毛利润/亿元	12.79	13.39	13.99	14.59	15.19	15.79	16.39
较 2025 年煤炭毛利润增长	33.1%	39.4%	45.6%	51.9%	58.1%	64.4%	70.6%
煤炭净利润/亿元	7.73	8.10	8.46	8.82	9.19	9.55	9.91
较 2025 年煤炭净利润增长	33.1%	39.4%	45.6%	51.9%	58.1%	64.4%	70.6%



占 2025 年全口径净利润比例 23.9% 25.0% 26.1% 27.2% 28.3% 29.5% 30.6%

来源：iFinD，国金证券研究所

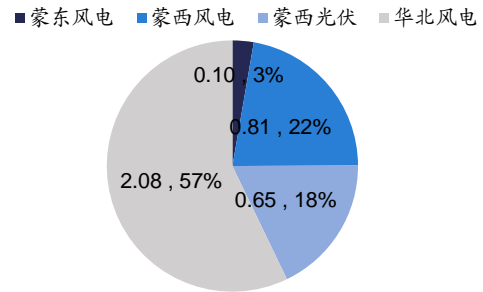
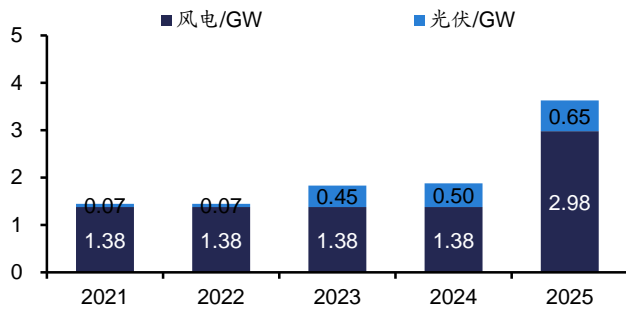
三、收购北方公司优质风电资产，新能源装机占比有望超三成

（一）风光装机送内蒙及华北电网，以量补价支撑营收增长

截至 2025 年末，公司控股新能源装机容量 3.63GW，占总装机容量的 24.13%，较十四五初期的 11.29% 提升近 13 个百分点。分区域来看，公司风电业务覆盖蒙西、蒙东及华北电网，装机容量分别为 0.81GW、0.10GW、2.08GW；光伏装机容量 0.65GW，全部供蒙西电网。公司自 2017 年战略性收购北方龙源风电以来，已将新能源开发确立为核心经营主线：2019-2020 年间相继完成察尔湖光伏、乌达莱风电项目整合，2023 年聚达公司 380MW 灵改新能源项目并网，2025 年察右中旗 150MW 光伏并网，同年完成对北方公司旗下上都正蓝旗、北方多伦两处优质风电资产的收购，新能源业务版图持续扩展。

图表45：截至 2025 年末公司新能源装机 3.63GW

图表46：公司新能源资产分布于蒙西、蒙东和华北电网



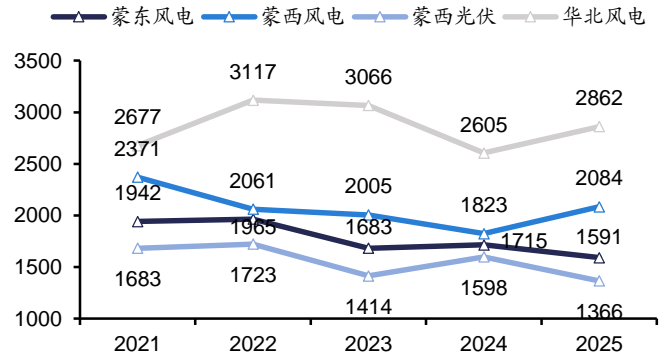
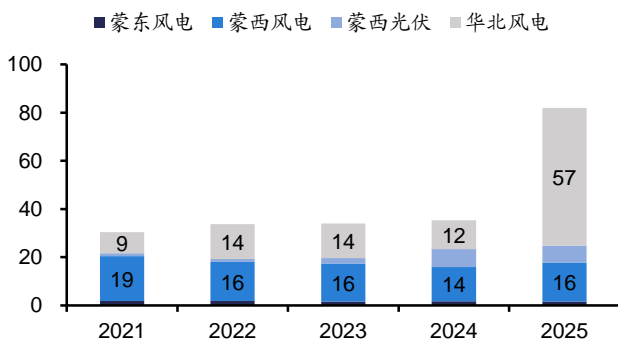
来源：iFinD，国金证券研究所

来源：iFinD，国金证券研究所 备注：单位为 GW，2025 年末分布情况

资产收购驱动新能源装机电量增长，电价下行与利用小时数分化并存。2025 年公司共实现新能源发电量 84.85 亿千瓦时，占总发电量的 14.57%；新能源上网电量完成 81.90 亿千瓦时（同比+131.6%），其中华北风电贡献电量 57.12 亿千瓦时，风电资产收购是最大增量来源。然而，在量增背景下，风光电价持续承压，2025 年风电加权上网电价已降至 298 元/兆瓦时（不含税）；蒙西光伏电价降势更为显著、2025 年仅有 286 元/兆瓦时。利用小时数方面，各区域表现明显分化：蒙东风电与蒙西光伏延续下行趋势，2025 年分别降至 1591 小时和 1366 小时，均触及近五年低位；而华北风电（2862 小时）和蒙西风电（2084 小时）则相对有所回升。

图表47：2025 年公司新能源上网电量 82 亿千瓦时

图表48：公司新能源发电利用小时数表现分化



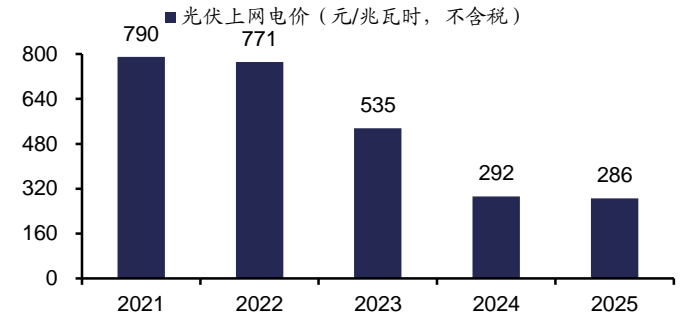
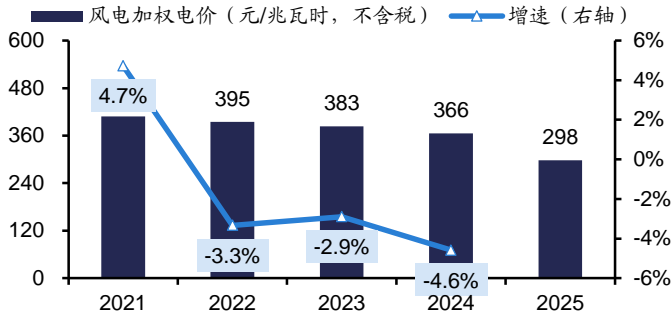
来源：iFinD，国金证券研究所 备注：单位为亿千瓦时

来源：iFinD，国金证券研究所 备注：单位为小时



图表49: 2025 年公司风电加权上网电价 298 元/兆瓦时

图表50: 2025 年公司光伏上网电价 286 元/兆瓦时

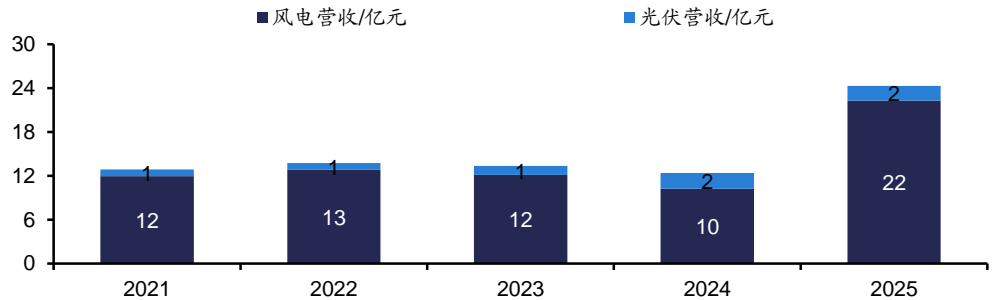


来源: iFinD, 国金证券研究所

来源: iFinD, 国金证券研究所

在上述指标综合影响下, 2025 年公司实现风电营收 22.31 亿元、光伏营收 1.99 亿元, 收购资产以量补价支撑新能源营收增长。从新能源子公司盈利能力来看, 控股子公司北方龙源风电 (持股 78%) 受电价下行和计提资产减值准备影响, 2025 年净利润转负至亏损 0.78 亿元, ROE 较上年下降 8.48pct 至 -2.36%, 盈利显著承压。2025 年内完成收购的正蓝旗风电 (持股 70%) 与北方多伦 (持股 76%) 净利润分别为 5.75 亿元和 2.87 亿元, ROE 分别为 25.33% 和 13.54%, 受益于其锡盟—华北特高压外送模式、资产回报质量突出, 已成为公司新能源板块的核心利润支撑。

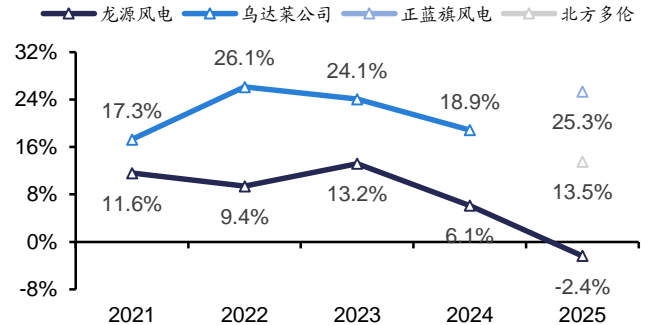
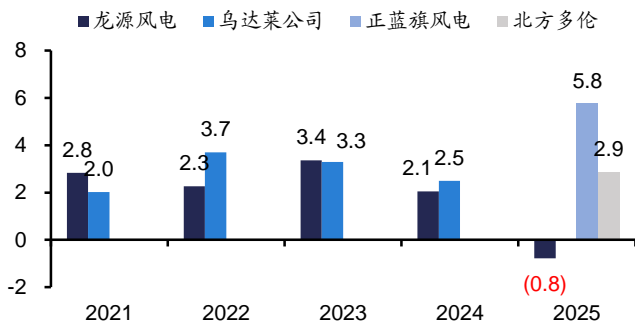
图表51: 2025 年以量补价支撑新能源营收增长



来源: iFinD, 国金证券研究所

图表52: 新能源子公司净利润情况 (亿元)

图表53: 新能源子公司 ROE 情况



来源: iFinD, 国金证券研究所

来源: iFinD, 国金证券研究所



（二）53 亿元收购控股股东 1.6GW 风电，期待在建绿电投产增厚盈利

公司作价 53.36 亿元收购 2 个标的公司（2 倍 PB），其中增发与现金相结合收购正蓝旗风电 70% 股权、现金收购北方多伦 75.51% 股权，2025 年分别实现净利润 5.75、2.87 亿元。从交易方案来看，公司通过支付股权对价 26.71 亿元和现金 2.01 亿元的方式，向北方公司购买其持有的正蓝旗风电 70% 股权，其中面向北方公司定向增发价格为 3.46 元/股、发行数量共计 7.72 亿股（占本次发行股份购买资产完成后上市公司总股本的 10.58%）；并通过支付现金 24.64 亿元的方式向北方公司收购北方多伦 75.51% 股权。此外，公司还面向机构投资者以 4.94 元/股增发 5.36 亿股募集配套资金

图表54：本次收购标的资产的交易对价及支付方式情况

序号	交易对方	交易标的	类型	装机规模/MW	权益比例	支付方式/亿元		交易总对价/亿元
						现金对价	股份对价	
1	北方公司	正蓝旗风电	风力发电	1100	70.00%	2.01	26.71	28.72
2	北方公司	北方多伦	风力发电	500	75.51%	24.64	-	24.64
合计				1600		26.66	26.71	53.36

来源：iFinD，国金证券研究所

图表55：本次收购资产 PB 估值约 2 倍

交易标的	归母净资产/亿元	PB/倍	净资产/亿元			净利润/亿元				ROE			
			账面价值	评估价值	增值率	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025
正蓝旗风电	22.73	2.06	22.73	46.87	106.18%	0.34	5.00	6.49	5.75	2.95%	24.52%	28.56%	25.33%
北方多伦	18.26	1.79	18.26	32.64	78.74%	0.14	2.46	3.44	2.87	2.63%	28.40%	18.84%	13.54%
合计	40.99	1.94	40.99	79.50	93.96%	0.48	7.46	9.93	8.62	2.85%	25.68%	24.23%	19.64%

来源：iFinD，国金证券研究所

自建项目方面，公司控股的在建项目包括察右中旗火电灵改配置新能源 960MW 项目，其中中 150MW 光伏已于 2025 年内并网；其余 810MW 风电项目、库布齐沙漠基地鄂尔多斯新能源风电项目（二期暖水 600MW）、金桥和林火力发电灵活性改造配套消纳新能源 480MW 风电项目均按计划推进中，预计 2026 年内全面并网发电。在建项目全部投运后，公司控股装机总量将增长 12.57% 至 16.93GW，新能源装机规模有望突破 5.5GW、占比提升至 33%，风光煤火储一体化能源格局逐步形成。

图表56：公司控股在建新能源项目

所属地区	类型	项目名称	装机容量/MW	机组构成/MW	持股比例	权益装机/MW	预计并网时间	总投资/亿元
蒙西	风电	库布齐沙漠基地鄂尔多斯新能源项目二期暖水 600MW 项目	600	96*6.25	66%	396	2026	31.26
	风电	察右中旗灵改配置新能源 960MW 项目（其中风电 810MW）	810	810*1	100%	810	2026	39.64
	风电	金桥和林火力发电灵活性改造配套消纳新能源 480MW 项目	480	72*6.7	100%	480	2026	23.78
总计			1890		88.67%	1686		94.68

来源：iFinD，国金证券研究所

受制于我国新能源装机持续高增，消纳压力持续凸显，当前公司绿电板块盈利能力仍在下行，2024 年绿电 ROE 已降至 9.7%、2025 年收购优质风电并表 ROE 略增至 10.2%。预计十五五伴随跨省跨区输电通道完善、灵活性调节资源加快建设、市场机制的陆续完善，风光消纳压力有望逐步缓解。以 2025 年公司单位 GW 绿电净利润 2.16 亿元为盈利能力基准，考虑 1.89GW 风电投产后，当盈利能力较 2025 年分别-20%/-10%时，投产后的绿电板块净利润较 2025 年分别增长 21.7%/36.9%；若绿电消纳问题解决、电能量价格企稳、环境价值提升，绿电盈利能力较 2025 年分别+5%/+10%时，投产后的绿电板块净利润较 2025 年分



别增长 59.7%/67.3%。

图表57: 公司绿电板块(核心子公司)盈利情况

	2021	2022	2023	2024	2025
合并报表净利润/亿元	1.20	20.20	20.11	23.59	32.41
绿电净利润/亿元	4.84	5.96	6.65	4.55	7.84
绿电净资产/亿元	36.07	38.27	39.18	46.82	77.07
绿电 ROE	13.43%	15.58%	16.98%	9.73%	10.17%
单位 GW 净利润/亿元	3.35	4.12	3.64	2.43	2.16
度电净利润/元	0.159	0.177	0.196	0.129	0.096

来源: iFinD, 国金证券研究所

图表58: 考虑在建绿电项目投产后, 悲观预期下板块净利润亦可增长 20%+

存量 3.63GW 绿电	单位 GW 净利润/亿元				
	1.73	1.94	2.16	2.27	2.38
存量绿电净利润/亿元	6.27	7.05	7.84	8.23	8.62
较 2025 年绿电净利润增长	-20.0%	-10.0%	0.0%	5.0%	10.0%
占 2025 年全口径净利润比例	19.3%	21.8%	24.2%	25.4%	26.6%
考虑 1.89GW 投产后	单位 GW 净利润/亿元				
	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73
考虑新增后绿电净利润/亿元	9.54	10.73	11.92	12.52	13.11
较 2025 年绿电净利润增长	21.7%	36.9%	52.1%	59.7%	67.3%
占 2025 年全口径净利润比例	29.4%	33.1%	36.8%	38.6%	40.5%

来源: iFinD, 国金证券研究所

四、盈利预测、估值和评级

(一) 业务核心假设

装机方面, 截至 2025 年末, 公司控股装机 15.03GW, 其中, 火电装机容量为 11.40GW, 新能源 3.63GW (风电 2.98/光伏 0.65GW)。参考公司目前在建/储备项目, 预计 2026-2028 年火电暂无新增装机, 假设 2026-2028 年风电分别新增 1.89、0.50、0.50GW, 光伏暂无新增装机, 则 2028 年末累计控股装机达 17.92GW。

电量方面, 考虑公司火电机组规模稳定下, 出力受新能源挤压, 假设 2026-2028 年公司火电利用小时数考虑同比分别-2.3%、-1.6%、-1.6%, 对应火电发电量为 486、478、470 亿千瓦时; 新能源受消纳及资源变动影响, 假设风电利用小时数同比分别-3.3%、-5.9%、+0.5%, 对应风电发电量为 92、122、134 亿千瓦时, 光伏利用小时同比分别-3.0%、-2.0%、+1.0%, 对应光伏发电量为 8.6、8.4、8.5 亿千瓦时。

电价方面, 考虑煤电容量电价 2024 年起开始执行、并于 2026 年由 100 元/千瓦·年提升至 165 元/千瓦·年, 电量电价部分跟随煤价趋势波动, 综合影响下 2026-2028 年火电平均上网电价同比分别-0.3%、+0.7%、+0.4%; 参考 2026 年新能源全面入市, 后续伴随特高压投产、下游需求提升, 新能源供需有所改善, 假设 2026-2028 年风电上网电价同比分别-4.9%、+1.4%、-1.0%, 光伏上网电价同比分别-7.0%、0%、0%。

成本方面, 公司煤炭采购坚持“长协+自产+市场”相结合的模式, 根据 2025 年年报, 报告期内入炉标煤单价同比下降 12.14%; 结合煤价走势, 年初至今现货煤价上涨 21%、但长协煤仅上涨 1.3%, 考虑公司煤炭自产+长协优势, 假设 2026-2028 年公司火电用煤成本同比分别+2.9%、0%、0%。综合考虑折旧和其他成本情况, 假设 2026-2028 年公司风电度电成本分别为 0.145/0.152/0.152 元; 光伏度电成本假设持平。



图表59：公司电力业务经营数据预测

火电	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
累计在运装机规模/GW	11.40	11.40	11.40	11.40	11.40	11.40
利用小时数/Hour	5215	4826	4363	4263	4194	4126
发电量/亿千瓦时	572.49	550.17	497.34	486.03	478.11	470.32
平均上网电价同比变化/%	-6.4%	-1.6%	1.3%	-0.3%	1.0%	0.1%
标煤单价同比变化/%	-11.6%	-1.7%	-12.1%	2.9%	0.0%	0.0%
风电	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
累计在运装机规模/GW	1.38	1.38	2.98	4.87	5.37	5.87
利用小时数/Hour	2348	2085	2610	2524	2375	2387
发电量/亿千瓦时	32.31	28.70	77.68	92.47	121.52	134.06
平均上网电价同比变化/%	-2.9%	-4.6%	-18.6%	-4.9%	-5.4%	-1.2%
度电成本/元	0.189	0.200	0.141	0.145	0.152	0.152
光伏	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
累计在运装机规模/GW	0.45	0.50	0.65	0.65	0.65	0.65
利用小时数/Hour	1414	1598	1366	1325	1299	1312
发电量/亿千瓦时	2.33	7.59	7.18	8.61	8.44	8.53
平均上网电价同比变化/%	-30.6%	-45.4%	-2.2%	-7.0%	0.0%	0.0%

来源：iFinD，国金证券研究所 备注：表中2025年已考虑收购项目并表影响、2023-2024年未追溯，2026-2028年为假设值

（二）盈利预测与投资建议

基于以上核心业务假设，预计公司2026-2028年：

- （1）电力业务，营业收入分别为180/185/185亿元，对应毛利率分别为23.7%/24.6%/25.3%。
- （2）热力业务，考虑公司售热量与火电机组挂钩，当前公司火电规模保持稳定，假设未来三年营收增速保持过去三年的均值水平，则对应营收分别为4.17/4.00/3.83亿元，毛利率考虑为过去三年均值，则为-46.6%。
- （3）煤炭业务，假设公司未来三年煤炭产量保持稳定、对外销售比例保持45%，参考年初至今现货煤价上涨21%，公司售煤为长协+现货模式，假设煤炭销售价格在2026年同比增长12%、2027年同比增长5%（二采煤质全面恢复）、之后保持稳定，则对应营业收入为20.45/21.47/21.47亿元；2026年二期开采逐步步入正轨，对应单吨折旧分别为18/16/14元/吨，单吨其他成本为过去三年均值，则对应毛利率水平分别为49.5%/52.0%/55.0%。
- （4）其他业务，考虑未来三年营收稳定维持8.33亿元，毛利率为过去两年平均水平，分别为4.9%/3.6%/4.3%。

图表60：公司各分部业务预测

	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
合计					
收入/亿元	222.94	210.51	212.59	218.55	218.86
yoy	-1.0%	-5.6%	1.0%	2.8%	0.1%
成本/亿元	179.85	161.63	161.47	163.51	161.61
毛利润/亿元	43.08	48.88	51.12	55.05	57.25
毛利率/%	19.3%	23.2%	24.0%	25.2%	26.2%
电力业务					
收入/亿元	182.65	180.13	179.65	184.76	185.23
yoy	-5.6%	-1.4%	-0.3%	2.8%	0.3%
成本/亿元	156.23	139.33	137.10	139.32	138.36
毛利润/亿元	26.41	40.80	42.54	45.44	46.87
毛利率/%	14.5%	22.7%	23.7%	24.6%	25.3%
热力业务					
收入/亿元	4.85	4.35	4.17	4.00	3.83



yoy	-0.9%	-10.4%	-4.1%	-4.1%	-4.1%
成本/亿元	7.22	6.07	6.11	5.86	5.62
毛利润/亿元	-2.37	-1.73	-1.94	-1.86	-1.79
毛利率/%	-48.8%	-39.7%	-46.6%	-46.6%	-46.6%
煤炭业务					
收入/亿元	29.28	17.70	20.45	21.47	21.47
yoy	17.1%	-39.5%	15.5%	5.0%	0.0%
成本/亿元	10.70	8.09	10.33	10.29	9.66
毛利润/亿元	18.58	9.61	10.12	11.17	11.81
毛利率/%	63.5%	54.3%	49.5%	52.0%	55.0%
其他业务					
收入/亿元	6.16	8.33	8.33	8.33	8.33
yoy	238.9%	35.2%	0.0%	0.0%	0.0%
成本/亿元	5.70	8.13	7.92	8.03	7.97
毛利润/亿元	0.46	0.20	0.41	0.30	0.35
毛利率/%	7.4%	2.4%	4.9%	3.6%	4.3%

来源：iFinD，国金证券研究所

备注：表中 2025 年已考虑收购项目并表影响、2023-2024 年末追溯

投资收益方面，主要来自其他权益工具投资（收取现金股利）、联营企业（权益法确认投资收益）两部分贡献，其中股利收入主要来自大唐托电及大唐托二，均为大型坑口火电、机组利用小时高、持续稳定大额分红，2025 年贡献 1.85 亿元股利收入；长期股权投资收益主要为参股岱海发电等内蒙火电厂贡献。基于我们看好火电整体盈利趋稳，预计公司投资收益亦相对稳定，假设 2026-2028 年分别为 4.31/4.25/4.50 亿元。

少数股东损益方面，根据对各业务子公司股比计算，火电板块保持 11.40GW 装机容量稳定，但 2023 年公司完成以聚达公司 2×600MW 火电作为开展 REITs 业务的基础设施项目（对聚达公司的股比由 100%下降至 22%，仍然并表），煤炭板块为全资子公司开展。2025 少数股东损益提升至 7.47 亿元（同比增长 7.13 亿元），预计一方面为股比 100%煤炭业务减利影响，一方面为收购风电资产公司并表，持股比例为 70%-75.51%影响。假设后续公司少数股东比例相对稳定，则对应 2026-2028 年少数股东损益分别为 8.03/8.41/8.82 亿元。

综上，我们预测，2026/2027/2028 年公司实现营业收入 213/219/219 亿元，同比 +1.0%/+2.8%/+0.1%，归母净利润 26.88/29.81/31.26 亿元，同比 +7.8%/+10.9%/+4.8%，对应 EPS 为 0.343/0.381/0.399 元。公司为华能集团在内蒙古的上市能源平台，煤电一体盈利韧性出众，积极推动新能源转型发展。参考电力及煤电一体标的市场给予 2026 年 11-15 倍 PE 估值，公司兼备未来三年业绩增长较快及历史 ROE 相对较高优势，同时具备高股息价值，给予 2026 年 17 倍 PE，对应目标价格 5.83 元/股，首次覆盖，给予“买入”评级。

图表61：华能蒙电同业对比（收盘价日期：2026/7/7）

公司代码	公司名称	市值/亿元	PE/倍				归母净利润/亿元					ROE	
			2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E	25-28 CAGR	2024A	2025A
600863.SH	华能蒙电	338	11.73	12.56	11.33	10.80	24.93	26.88	29.81	31.26	7.8%	12.8%	14.8%
601088.SH	中国神华	8835	15.23	15.29	14.70	13.95	528.49	578.01	600.95	633.29	6.2%	14.0%	12.6%
600795.SH	国电电力	831	12.55	13.13	11.49	10.62	71.61	63.31	72.31	78.25	3.0%	18.8%	12.4%
001286.SZ	陕西能源	390	11.60	11.90	10.97	10.65	30.09	32.94	35.57	36.67	6.8%	12.6%	11.8%
601918.SH	新集能源	252	8.02	10.80	10.18	9.90	21.36	23.36	24.77	25.49	6.1%	16.5%	13.1%

来源：同业对比公司盈利预测来自 iFinD 一致预测，国金证券研究所



五、风险提示

煤价波动风险：由于公司火电机组占比较高，盈利水平受动力煤价格影响仍然较大。如果煤炭价格的再次大幅上涨，可能挤压火电公司的盈利空间，带来盈利水平波动的风险。

利用小时不及预期：公司发电项目集中在蒙西、蒙东地区，经济发展速度、夏季高温程度等对用电量影响较大，从而影响电力需求，若公司经营地区用电量需求不足则会降低公司火电的利用小时数及售电量，对未来营收、业绩产生较大影响。

项目建设不及预期：公司当前有序建设库布齐沙漠基地鄂尔多斯二期暖水 600MW 风电、察右中旗灵改配置 810MW 风电、金桥和林火电灵改配套消纳 480MW 新能源等项目。若项目建设进度不及预期，将对未来营收、业绩产生较大影响。

限售股解禁风险：公司面向控股股东北方公司定向增发价格为 3.46 元/股、发行数量共计 7.72 亿股收购资产（占最新总股本的 9.85%），股份登记日期为 2026 年 1 月 7 日、60 个月内不得转让（2031 年 1 月 7 日）；此外，公司还面向机构投资者以 4.94 元/股增发 5.36 亿股募集配套资金（占最新总股本的 6.84%），股份登记日期为 2026 年 2 月 9 日、6 个月内不得转让（2026 年 8 月 9 日）。若解禁后机构集中抛售，短期会对股价形成压制。



附录：三张报表预测摘要

损益表 (人民币百万元)

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
主营业务收入	22,525	22,294	21,050	21,259	21,855	21,886
增长率		-1.0%	-5.6%	1.0%	2.8%	0.1%
主营业务成本	-17,797	-17,999	-16,176	-16,147	-16,351	-16,161
%销售收入	79.0%	80.7%	76.8%	76.0%	74.8%	73.8%
毛利	4,728	4,294	4,875	5,112	5,505	5,725
%销售收入	21.0%	19.3%	23.2%	24.0%	25.2%	26.2%
营业税金及附加	-900	-884	-744	-723	-743	-744
%销售收入	4.0%	4.0%	3.5%	3.4%	3.4%	3.4%
销售费用	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
管理费用	-30	-49	-50	-51	-52	-53
%销售收入	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
研发费用	-46	-35	-55	-53	-57	-55
%销售收入	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
息税前利润 (EBIT)	3,752	3,326	4,025	4,285	4,653	4,873
%销售收入	16.7%	14.9%	19.1%	20.2%	21.3%	22.3%
财务费用	-389	-272	-277	-309	-309	-332
%销售收入	1.7%	1.2%	1.3%	1.5%	1.4%	1.5%
资产减值损失	-608	-302	-261	-150	-150	-150
公允价值变动收益	0	0	0	0	0	0
投资收益	185	367	465	431	425	450
%税前利润	7.3%	12.8%	12.4%	10.7%	9.7%	9.8%
营业利润	3,016	3,199	4,048	4,326	4,702	4,917
营业利润率	13.4%	14.4%	19.2%	20.3%	21.5%	22.5%
营业外收支	-490	-323	-303	-313	-308	-311
税前利润	2,526	2,876	3,745	4,013	4,394	4,606
利润率	11.2%	12.9%	17.8%	18.9%	20.1%	21.0%
所得税	-515	-517	-504	-522	-571	-599
所得税率	20.4%	18.0%	13.5%	13.0%	13.0%	13.0%
净利润	2,011	2,359	3,241	3,491	3,822	4,007
少数股东损益	6	34	747	803	841	882
归属于母公司的净利润	2,005	2,325	2,493	2,688	2,981	3,126
净利率	8.9%	10.4%	11.8%	12.6%	13.6%	14.3%

现金流量表 (人民币百万元)

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
净利润	2,011	2,359	3,241	3,491	3,822	4,007
少数股东损益	6	34	747	803	841	882
非现金支出	3,592	3,168	2,904	2,906	2,697	2,748
非经营收益	226	-110	-266	186	160	175
营运资金变动	-496	-313	853	-2,420	-1,966	-1,831
经营活动现金净流	5,332	5,103	6,732	4,163	4,714	5,099
资本开支	-2,387	-3,696	-3,767	-3,488	-3,894	-3,691
投资	-154	-223	715	-300	-300	-300
其他	186	238	231	431	425	450
投资活动现金净流	-2,355	-3,681	-2,821	-3,357	-3,769	-3,542
股权募资	3,500	952	76	2,646	0	0
债权募资	-4,069	-124	-978	-1,548	1,243	746
其他	-1,760	-3,232	-2,883	-1,942	-2,153	-2,318
筹资活动现金净流	-2,329	-2,404	-3,786	-844	-911	-1,572
现金净流量	648	-981	125	-38	35	-15

资产负债表 (人民币百万元)

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
货币资金	1,595	709	1,071	1,032	1,066	1,051
应收款项	4,749	4,934	4,644	3,982	4,393	4,399
存货	304	555	435	442	448	443
其他流动资产	342	330	423	372	398	384
流动资产	6,990	6,528	6,573	5,828	6,305	6,278
%总资产	17.7%	16.4%	13.5%	12.0%	12.6%	12.3%
长期投资	3,170	3,460	3,753	4,053	4,353	4,653
固定资产	23,823	23,908	30,073	30,618	31,372	32,076
%总资产	60.3%	60.0%	61.8%	63.1%	62.5%	62.7%
无形资产	4,851	4,866	4,843	4,878	4,914	4,948
非流动资产	32,489	33,349	42,072	42,662	43,886	44,847
%总资产	82.3%	83.6%	86.5%	88.0%	87.4%	87.7%
资产总计	39,479	39,878	48,645	48,490	50,191	51,125
短期借款	2,518	5,329	6,341	4,339	5,358	6,416
应付款项	3,286	3,267	9,887	6,777	5,218	3,368
其他流动负债	364	369	438	422	458	465
流动负债	6,168	8,965	16,666	11,538	11,035	10,249
长期贷款	9,612	6,692	8,237	8,737	8,937	8,637
其他长期负债	394	644	748	708	727	717
负债	16,174	16,301	25,651	20,983	20,698	19,603
普通股股东权益	18,322	17,898	15,741	19,451	20,596	21,744
其中：股本	6,527	6,527	6,527	7,063	7,063	7,063
未分配利润	4,550	5,341	7,335	8,398	9,543	10,691
少数股东权益	4,982	5,679	7,253	8,056	8,897	9,778
负债股东权益合计	39,479	39,878	48,645	48,490	50,191	51,125

比率分析

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
每股指标						
每股收益	0.307	0.356	0.382	0.343	0.381	0.399
每股净资产	2.807	2.742	2.412	2.482	2.629	2.775
每股经营现金净流	0.817	0.782	1.031	0.589	0.667	0.722
每股股利	0.185	0.220	0.000	0.230	0.260	0.280
回报率						
净资产收益率	10.94%	12.99%	15.84%	13.82%	14.48%	14.37%
总资产收益率	5.08%	5.83%	5.13%	5.54%	5.94%	6.11%
投入资本收益率	8.40%	7.63%	9.24%	9.16%	9.22%	9.08%
增长率						
主营业务收入增长率	-2.34%	-1.03%	-5.58%	0.99%	2.81%	0.14%
EBIT 增长率	13.40%	-11.36%	21.03%	6.46%	8.57%	4.74%
净利润增长率	13.44%	15.98%	7.23%	7.80%	10.92%	4.83%
总资产增长率	-1.76%	1.01%	21.99%	-0.32%	3.51%	1.86%
资产管理能力						
应收账款周转天数	68.8	74.0	79.1	65.0	70.0	70.0
存货周转天数	8.5	8.7	11.2	10.0	10.0	10.0
应付账款周转天数	48.7	40.5	43.0	43.0	43.0	43.0
固定资产周转天数	354.4	352.1	475.9	478.0	475.0	483.6
偿债能力						
净负债/股东权益	45.21%	47.98%	58.74%	43.78%	44.85%	44.42%
EBIT 利息保障倍数	9.6	12.2	14.5	13.9	15.1	14.7
资产负债率	40.97%	40.88%	52.73%	43.27%	41.24%	38.34%

来源：公司年报、国金证券研究所



市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	0	4	9	17	39
增持	0	0	2	2	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	0.00	1.00	1.18	1.11	1.00

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得1分，为“增持”得2分，为“中性”得3分，为“减持”得4分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来6—12个月内上涨幅度在15%以上；

增持：预期未来6—12个月内上涨幅度在5%—15%；

中性：预期未来6—12个月内变动幅度在-5%—5%；

减持：预期未来6—12个月内下跌幅度在5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号 紫竹国际大厦5楼	地址：北京市东城区建国内大街26号 新闻大厦8层南侧	地址：深圳市福田区金田路2028号皇岗商务中心 18楼1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究